

*Рассмотрены особенности выбора параметров цикла и основные конструктивные решения, принятые при создании газотурбинной установки регенеративного цикла для газоперекачивающих агрегатов. Приведено краткое описание конструкции ГТД и регенератора*

*Ключевые слова: степень регенерации, степень повышения давления, КПД, расход*

*Features of cycle parameters choice and general design recuperative cycle gas turbine unit for gas pump-line set are presented. Brief descriptions of the GT and recuperator design are shown*

*Keywords: Degree of regeneration, degree of increase of pressure, EFFICIENCY, the charge*

УДК 621.438.004.15

# ОСОБЕННОСТИ СОЗДАНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ЦИКЛА ДЛЯ ГПА

**В. В. Романов**

Кандидат технических наук, технический директор\*

Контактный тел.: 8 (0512) 49-46-33

E-mail: romanov@zorya.com.ua

**В. Е. Спицын**

Кандидат технических наук, главный конструктор\*

\*ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект»  
пр. Октябрьский, 42А, г. Николаев, Украина, 54018

Контактный тел.: 8 (0512) 22-13-48

E-mail: spe@mashproekt.nikolaev.ua

**А. Л. Бочула**

Главный конструктор проекта\*\*

Контактный тел.: 8 (0512) 49-74-73  
E-mail: spe@mashproekt.nikolaev.ua

**С. Н. Мовчан**

Начальник отдела\*\*

Контактный тел.: 8 (0512) 49-74-36.  
E-mail: spe@mashproekt.nikolaev.ua

**В. Н. Чобенко**

Начальник отдела\*\*

\*\*ЦНИОКР «Машпроект»

пр. Октябрьский, 42А, г. Николаев, Украина, 54018  
Контактный тел.: 8 (0512) 49-74-19.  
E-mail: spe@mashproekt.nikolaev.ua

Модернизация газотранспортной системы (ГТС) Украины на сегодняшний день является одной из наиболее актуальных задач государства. Текущее состояние ГТС требует принятия незамедлительных мер, направленных на повышение надежности и эффективности ее работы. Одной из основных проблем ГТС является использование физически и морально устаревших приводов компрессоров природного газа. Учитывая, что общая установленная мощность газотурбинных приводов (ГТП) в ГТС Украины составляет 4,6 млн. кВт, а среднее значение коэффициента

полезного действия (КПД) агрегата составляет менее 25%, становится очевидной необходимость создания и применения для транспортировки газа современных эффективных приводов с более высоким значением КПД.

Основными требованиями, предъявляемыми к перспективным газотурбинным установкам (ГТУ) для привода компрессора природного газа являются [1, 2, 3]:

- высокая экономичность (КПД 35÷40 % в зависимости от мощности ГТД);
- низкая эмиссия (менее 50 мг/нм<sup>3</sup>);

- большой общий ресурс (120÷150 тыс. ч.) с ресурсом до капитального ремонта 40÷50 тыс. ч.;
- наработка на отказ до 10 тыс. ч.;
- простота и удобство обслуживания, возможность ремонта в условиях компрессорной станции;
- модульность конструкции;
- невысокая стоимость.

Результаты анализа предъявляемых к ГТП требований и современного уровня развития отечественных газотурбинных технологий показывают, что на сегодняшний день для создания высокоеффективного и надежного газотурбинного привода целесообразно использовать схему с регенерацией тепла уходящих газов. Такая схема позволяет при умеренных значениях степени повышения давления в компрессоре и температуры газа на входе в турбину, в значительной степени определяющих надежность установки, получить высокие значения экономичности. Перспективность такого направления подтверждается интересом и практическими результатами работы ведущих мировых производителей газотурбинных двигателей (ГТД). В качестве примеров таких установок, реализованных в последнее время, можно привести Mercury 50 (Solar) и WR21 (Westinghouse-Rolls-Royce). На российском рынке предлагаются проекты создания регенеративных установок, т.н. сухого «бинарного» цикла (ГТУ-27ПС ОАО «Авиадвигатель») и «Надежда» ОАО «Невский завод».

Требования по надежности, низкой стоимости и ресурсу, предъявляемые к газотурбинным приводам компрессоров природного газа, определяют диапазон значений температур газа на входе в турбину от 900 до 1100 °C, при которых эти требования могут быть выполнены [4-6]. При этом для повышения надежности и удешевления регенератора целесообразно получить температуру выхлопных газов на выходе из ГТД не более 600 °C, что позволит обеспечить температуру теплообменных поверхностей на уровне 560÷580 °C и применить в регенераторе низколегированные и достаточно дешевые стали.

Выполненные в НПКГ «Зоря»-«Машпроект» проработки подтвердили возможность создания регенеративной ГТУ номинальной мощностью 16 МВт с КПД не менее 40 % [7]. Более детальная проработка узлов ГТУ показала, что при предварительно принятых параметрах цикла (температура газа на входе в турбину 950 °C и степень повышения полного давления в компрессоре - 5) и уточненных значениях потерь в проточной части ГТД и регенератора КПД ГТУ составит ~39 %, а температура газа на входе в регенератор превысит 600 °C.

Оценка теплонапряженного состояния рабочей лопатки турбины компрессора показала, что для обеспечения требуемого ресурса необходимо введение охлаждения пера лопатки. Охлаждение рабочих лопаток турбины компрессора приводит к некоторому

уменьшению ее КПД, но в то же время позволяет рассматривать возможность повышения КПД ГТУ за счет повышения температуры газа на входе в турбину. Так, для обеспечения расчетного значения КПД ГТУ более 40 % потребовалось увеличить температуру газа на входе в турбину до ~980 °C с соответствующим увеличением степени повышения полного давления воздуха в компрессоре до 5,75, что позволило при увеличенной температуре газа на входе в турбину обеспечить температуру газа на входе в регенератор менее 600 °C.

На рис. 1 приведены зависимости КПД ГТУ и температуры газа на входе в регенератор от степени повышения полного давления воздуха в компрессоре для различных значений температуры газа на входе в турбину при постоянном значении степени регенерации (0,85). Из рисунка видно, что увеличение температуры газа на входе в турбину выше 1000 °C не приводит к существенному увеличению КПД установки вследствие необходимости введения более интенсивного охлаждения СА и РЛ турбины компрессора, а при температурах более 1050 °C и соплового аппарата силовой турбины, с соответствующим уменьшением КПД турбин. Дополнительно, для обеспечения требований по температуре газа на входе в регенератор (не более 600 °C) диапазон возможных сочетаний параметров цикла сужается.

Так, например, при температуре газа на входе в турбину 1000 °C температура газа на входе в регенератор менее 600 °C может быть обеспечена только при степенях повышения полного давления воздуха в компрессоре более ~5,8 (правее точки А).

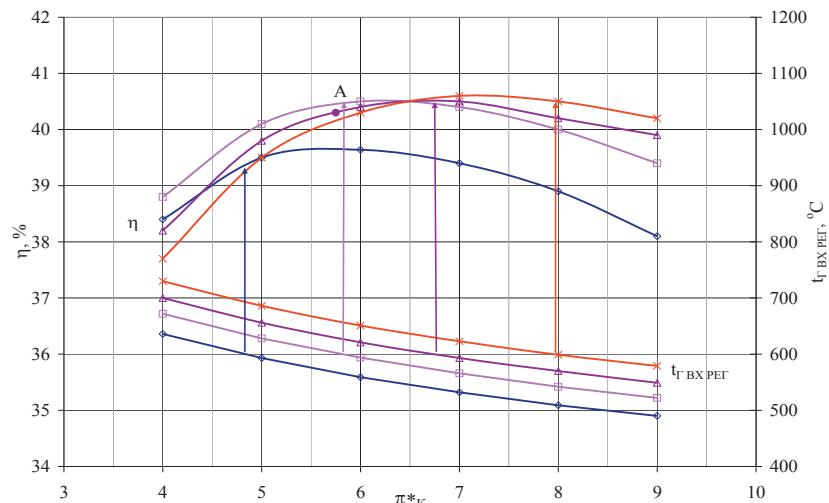


Рис. 1. Зависимость КПД ГТУ и температуры газа на входе в регенератор от степени повышения полного давления воздуха в компрессоре при различных значениях температуры газа на входе в турбину  $\phi$  – 950 °C;  $\square$  – 1000 °C;  $\Delta$  – 1050 °C;  $\times$  – 1100 °C) и степени регенерации 0,85: • – расчетная точка ГТУ-16Р

На основании анализа результатов проведенных расчетных исследований определены уточненные параметры цикла.

При принятых параметрах цикла основные расчетные параметры ГТУ при стандартных атмосферных условиях в условиях компрессорной станции составят:

- мощность на выходном валу ГТД, МВт - 16;
- КПД ГТД, % - 40,3;
- расход воздуха на входе в ГТД, кг/с - 74,9;
- степень повышения давления в компрессоре-5,75;
- степень регенерации - 0,85;
- температура газа на входе в турбину, °С - 980;
- температура газа на выходе из турбины, °С - 590;
- температура газа на выходе из регенератора, °С - 306.

По результатам предварительных расчетных и конструкторских проработок приняты следующие конструктивные решения:

- компрессор – одиннадцатиступенчатый, создается на базе компрессора ГТД ДМ80Л путем добавления двух ступеней на выходе для обеспечения требуемого значения степени повышения полного давления воздуха. Передняя опора компрессора комбинированная с двухсторонним упорным подшипником скольжения и опорным роликовым подшипником.

Конструкция передней опоры компрессора должна обеспечивать возможность осевого отбора мощности на привод редуктора вспомогательных механизмов (в т.ч. электрогенератора собственных нужд). Задняя опора – роликоподшипник, установленный в упруго-демпферную втулку;

- камера сгорания – кольцевая, двухзонная с меридиональным разъемом жаровой трубы по передней и задней стенкам для обеспечения возможности ее замены в эксплуатации. Конструкция камеры сгорания обеспечивает отвод воздуха из-за компрессора к регенератору без контакта с поверхностями жаровой трубы и смесителя;

- турбина компрессора – одноступенчатая с конвективным охлаждением сопловых и рабочих лопаток;

- силовая турбина – одноступенчатая, консольная. Передняя опора – роликоподшипник, задняя – комбинированная скольжения.

Продольный разрез ГТД приведен на рис. 2.

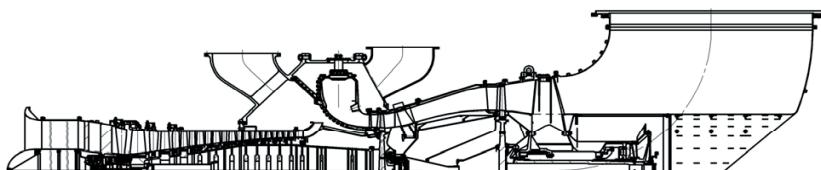


Рис. 2 Продольный разрез ГТД

Предполагается создание ГТУ с номинальной частотой вращения силовой турбины 5200 об/мин, что обеспечит ее применение в газоперекачивающих агрегатах с различными современными и перспективными компрессорами природного газа, оснащёнными высокоэффективными СПЧ.

В процессе проектирования ГТУ отдельно был рассмотрен вопрос возможности и целесообразности создания модификации силовой турбины с номинальной частотой вращения 6500 об/мин. По данным ОАО «СМНПО им. М.В. Фрунзе» при использовании компрессора природного газа с номинальной частотой вращения 6500 об/мин обеспечивается возможность создания унифицированного компрессора для агрегатов линейных и дожимных компрессорных станций с

КПД более высоким, чем у существующих серийных образцов.

Результаты расчетных исследований показали, что силовая турбина с номинальной частотой вращения 6500 об/мин из-за высоких выходных скоростей рабочего тела будет иметь КПД существенно ниже, чем силовая турбина с номинальной частотой вращения 5200 об/мин и, таким образом, общая эффективность агрегата (ГТД+компрессор) не увеличится. В настоящее время совместно с ОАО «СМНПО им. М.В. Фрунзе» прорабатывается вопрос выбора оптимальной частоты вращения компрессора природного газа, исходя из обеспечения максимальной эффективности ГПА и необходимых запасов по критическим частотам трансмиссии.

Одной из основных проблем при создании ГТД регенеративного цикла является создание надежного эффективного регенератора. В 90-е годы в НПКГ велись работы по созданию регенератора пластинчатого типа для ГТД мощностью 2,5 МВт. Секция разработанного пластинчатого регенератора прошла цикл испытаний и подтвердила свою работоспособность. Однако, учитывая высокие требования по надежности и ресурсу, предъявляемые к регенератору проектируемого ГТД, было принято решение о применении регенератора трубчатого типа.

Предлагаемый регенератор спроектирован по схеме с многократным перекрестным током при общем противотоке, что позволяет обеспечить требуемое значение степени регенерации (0,85) при суммарных потерях полного давления рабочего тела ~5,5%, из которых 4% приходится на сам теплообменник, а 1,5% на трубы подвода-отвода теплоносителей.

Требования повышенной надежности теплообменника и его устойчивости к термическим напряжениям предопределили выбор гладкотрубной конструкции регенератора «котельного» типа (рис. 3), поверхность теплообмена которого набрана из плоских змеевиков. Такая конструкция является более технологичной и позволяет освоить производство без значительных предварительных затрат, связанных с технологической подготовкой.

Для уменьшения размеров и гидравлических сопротивлений пакета, подводящих и отводящих воздуховодов регенератор выполнен из двух секций, подключенных параллельно по воздуху.

В процессе выполнения конструктивных проработок и оптимизационных расчетов определены геометрические характеристики теплообменной поверхности, и, в результате, масса регенератора составляет 92 т, из которых 66 т приходится на трубный пакет.

Пакеты набраны из труб диаметром 22 мм и толщиной стенки 1 мм, расположенных в шахматном порядке (рис. 2).

Трубы соединяются с коллекторами при помощи гнутых отводов. Продольный шаг по ходу газа между отводами в месте их входа в коллектор увеличен в два раза, что позволяет, увеличив шаг между отверстиями в коллекторе, повысить его прочность и использовать минимальные поперечные шаги труб в пучке.

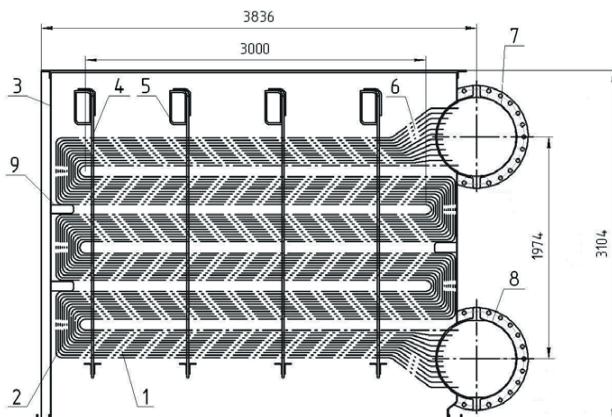


Рис. 3 Секция регенератора котельного типа:  
1 – теплообменный пакет из плоских змеевиков;  
2 – калачи; 3 – корпус; 4 – простоявки; 5 – балки;  
6 – отводы; 7 – подводящий (раздающий)  
воздушный коллектор; 8 – отводящий (собирающий)  
воздушный коллектор; 9 – вытеснители

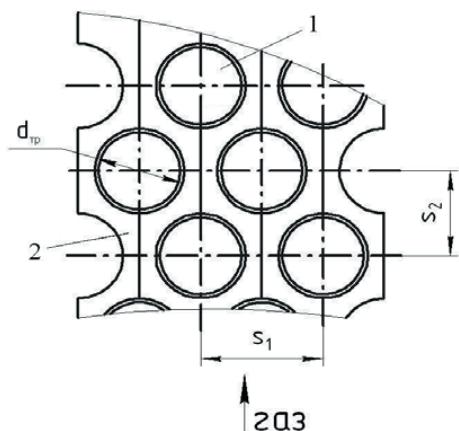


Рис. 4 Схема расположения трубок в пучке:  
1 – теплообменные трубы; 2 - простоявки

Переход воздуха из одного хода в другой осуществляется по калачам, расположенным в шахматном порядке, с уменьшенным (по отношению к теплообменным трубкам) поперечным шагом. Малый поперечный шаг между калачами позволяет уменьшить габариты теплообменника, а увеличение гидравлического сопротивления калачей со стороны газового потока способствует снижению протечек газа мимо пакета по калачам.

Змеевики скомпонованы в прямоугольном коробе, который является естественной частью газоотвода. Газ обтекает трубы снаружи, воздух течет внутри трубок (6 ходов) и подводится (отводится) по цилиндрическим коллекторам. Для поддержания змеевиков и обеспечения требуемых шагов между трубками применяются плоские вертикальные простоявки. Коллекторы имеют продольный вертикальный разъем для доступа к соединению трубы-коллектор, что обеспечивает высокую ремонтопригодность регенератора в процессе эксплуатации.

Результаты выполнения расчетных и конструкторских работ подтверждают возможность создания ГТД регенеративного цикла номинальной мощностью 16 МВт с КПД более 40 %. Конструктивные решения, принимаемые при создании газотурбинной установки регенеративного цикла, предусматривают максимальное использование отработанных в производстве и проверенных в эксплуатации элементов и узлов двигателя, что позволяет сократить сроки создания ГТУ и обеспечить ее высокую надежность и эффективность.

## Литература

1. Щуровский В.А. Состояние и перспективы применения газотурбинных и компрессорных технологий // Газовая промышленность. - 2003. - № 2. - С. 41-44.
2. Щуровский В.А. Основные направления развития газопрекачивающей техники // Газотурбинные технологии. - 2007. - № 6. - С. 38-39.
3. Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам. СТО Газпром 2-3.5-138-2007. 55 с.
4. Барский И.А., Иванов А.К. и др. Выбор температуры газа перед турбиной ГТУ КС // Газовая промышленность. -1999. - № 2. - С. 51-52.
5. Орберг А.Н., Сударев В.Б. и др. Прогноз начальной температуры газа газотурбинного привода ГПА // Газовая промышленность. – 2005. -№ 5. - С. 62 - 65.
6. Микаэлян Э.А. Совершенствование современных газотурбинных ГПА // Газовая промышленность – 2005. - № 2. - С. 64-67.
7. Спицын В.Е., Бондула А.Л., Соломонюк Д.Н., Чобенко В. Н. Высокоэффективная газотурбинная установка для ГПА // Вестник Национального технического университета «ХПИ» - 2008. - №34.- С. 3-6.